



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग I—खण्ड 1

PART I—Section 1

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 334]

नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, अक्टूबर 11, 2018/आश्विन 19, 1940

No. 334]

NEW DELHI, THURSDAY, OCTOBER 11, 2018/ASVINA 19, 1940

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय

अधिसूचना

नई दिल्ली, 10 अक्टूबर, 2018

तेल और गैस के लिए वर्धित निकासी पद्धतियों को बढ़ावा देने और प्रोत्साहित करने के लिए नीतिगत ढांचा

सं.ओ-22013/1/2017-ओएनजीडी-V.—भारत सरकार वर्धित निकासी (ईआर), उन्नत निकासी (आईआर) और गैर-पारंपरिक हाइड्रोकार्बन (यूएचसी) उत्पादन पद्धतियों को अपनाने के लिए राजकोषीय प्रोत्साहन उपलब्ध करवाने के उद्देश्य से 'तेल और गैस के लिए वर्धित निकासी पद्धतियों को बढ़ावा देने और प्रोत्साहित करने के लिए नीतिगत ढांचे' को एतद्वारा अधिसूचित करती है। नीतिगत ढांचे के ब्यौरे निम्नानुसार हैं :-

1. भूमिका

1.1 तेल और गैस का उत्पादन बढ़ाने के लिए वर्धित निकासी (ईआर) पद्धतियों में वर्धित तेल निकासी (ईओआर) और वर्धित गैस निकासी (ईजीआर) शामिल हैं।

1.2 उन्नत निकासी (आईआर) से तात्पर्य ऐसे प्रयासों से है जो तेल और गैस का उत्पादन **अनुलग्नक-I** में यथाविनिर्दिष्ट मौजूदा निकासी से अधिक बढ़ाने के लिए किए गए हों। मौजूदा निकासी पिछली राजकोषीय अवधि के अंत में तेल/गैस के संचित उत्पादन और तेल/गैस की मौजूदा मात्रा के बीच का अनुपात है।

1.3 प्रौद्योगिकीय उन्नयन के चलते शेल तेल और गैस, टाइट तेल/गैस और गैस हाइड्रेट्स जैसे गैर-पारंपरिक हाइड्रोकार्बन (यूएचसी) वाणिज्यिक लिहाज से व्यवहार्य हो गए हैं और इसके परिणाम स्वरूप वाणिज्यिक दोहन के लिए गैर-पारंपरिक हाइड्रोकार्बनों की क्षमता का उपयोग करने के अवसर मिल गए हैं।

1.4 ईआर, आईआर, यूएचसी सहित विभिन्न शब्दावलियों की परिभाषा **अनुलग्नक-I** में दी गई है। ईआर तकनीकों की सूची **अनुलग्नक-II** में दी गई है।

2. नीति को लागू करना

2.1 यह नीति सभी संविदागत व्यवस्थाओं के सभी तेल और गैस क्षेत्रों तथा राष्ट्रीय तेल कंपनियों के नामांकन रकबों पर लागू होगी।

2.2 यह नीति राजपत्र में अधिसूचना की तारीख से 10 वर्ष के लिए लागू होगी। तथापि, राजकोषीय प्रोत्साहन ईआर/यूएचसी परियोजनाओं में वाणिज्यिक उत्पादन शुरू होने की तारीख से तथा आईआर परियोजनाओं के लिए निर्धारित बैच मार्क निकासी दर हासिल करने की तारीख से 120 माह की अवधि के लिए उपलब्ध होंगे।

2.3 इस नीति में अनिवार्य स्क्रीनिंग के जरिए ईआर क्षमता के लिए सभी क्षेत्रों का आकलन करने तथा वाणिज्यिक स्तर पर कार्यान्वयन से पहले ईआर तकनीकों का परीक्षण करने और उनकी प्रभावोत्पादकता सुनिश्चित करने के लिए उनका प्रायोगिक तौर पर उपयोग करने की परिकल्पना की गई है।

2.4 राजकोषीय प्रोत्साहन वृद्धिपरक उत्पादन से संबंधित ईआर परियोजना के वाणिज्यिक उत्पादन के दौरान उपलब्ध करवाए जाएंगे। आईआर परियोजनाओं के मामले में बैच मार्क से अधिक किए जाने वाले पूरे उत्पादन पर राजकोषीय प्रोत्साहन उपलब्ध होंगे। यूएचसी परियोजनाओं के मामले में पूरे उत्पादन पर प्रोत्साहन दिए जाएंगे।

3. वर्धित निकासी के लिए क्षेत्रों की स्क्रीनिंग

3.1 ईआर पद्धतियों के कार्यान्वयन हेतु क्षेत्रों की स्क्रीनिंग उन सभी क्षेत्रों के लिए अनिवार्य होगी जो इस नीति की अधिसूचना की तारीख को तीन वर्षों से अधिक समय से वाणिज्यिक उत्पादन कर रहे हैं।

3.2 ईआर स्क्रीनिंग सरकार द्वारा समय-समय पर यथा अधिसूचित विनिर्दिष्ट संस्थाओं के माध्यम से की जाएगी।

3.3 स्क्रीनिंग की रिपोर्ट एक वर्ष की अवधि के भीतर प्रस्तुत करनी होगी। इस अवधि को 6 माह बढ़ाया जा सकता है।

3.4 यदि स्क्रीनिंग रिपोर्ट में क्षेत्र के लिए ईआर तकनीकों की प्रयोज्यता सिद्ध की गई है तो संविदाकार द्वारा ईआर का प्रायोगिक तौर पर उपयोग करना अनिवार्य होगा।

3.5 ईआर स्क्रीनिंग रिपोर्ट और अन्य प्रक्रियागत पहलुओं के सांकेतिक ब्यौरे **अनुलग्नक-III** में दिए गए हैं।

4. वर्धित निकासी (ईआर) के लिए प्रायोगिक तौर पर उपयोग

ईआर स्क्रीनिंग रिपोर्ट के अनुमोदन के तत्काल बाद इसका प्रायोगिक तौर पर उपयोग शुरू किया जाना चाहिए। ईआर पायलट रिपोर्ट ईआर स्क्रीनिंग रिपोर्ट के अनुमोदन की तारीख से तीन वर्ष के भीतर प्रस्तुत

की जानी चाहिए। इस अवधि को 6 माह बढ़ाया जा सकता है। तथापि, पायलट 25 मिलियन बैरल प्रारंभ में उपलब्ध तेल (ओआईआईपी) से कम मात्रा वाले लघु आकार के तेल क्षेत्रों तथा 0.25 टीसीएफ प्रारंभ में उपलब्ध गैस (जीआईआईपी) से कम मात्रा वाले गैस क्षेत्रों के लिए अनिवार्य नहीं होगा।

5. वर्धित निकासी (ईआर) का वाणिज्यिक चरण

इस नीति के तहत राजकोषीय प्रोत्साहन प्राप्त करने के लिए संविदाकार को पायलट की समीक्षा के बाद, जैसा भी लागू हो, 12 माह के भीतर एक आवेदन पत्र प्रस्तुत करना होगा। यूएचसी और आईआर परियोजनाओं के मामले में आवेदन पत्र इस नीति की अधिसूचना की तारीख से 7 वर्ष के भीतर प्रस्तुत किया जाएगा। सांकेतिक परियोजना ब्यौरे तथा अन्य प्रक्रियागत अपेक्षाएं अनुलग्नक-IV में दी गई हैं।

6. राजकोषीय प्रोत्साहन प्राप्त करने के लिए पात्रता

6.1 राजकोषीय प्रोत्साहनों की पात्रता के लिए क्षेत्रों में कम से कम 3 वर्ष तक वाणिज्यिक उत्पादन होना चाहिए। तथापि, गैर-पारंपरिक हाइड्रोकार्बन (यूएचसी) का उत्पादन करने वाले क्षेत्र वाणिज्यिक उत्पादन के प्रारंभ से पात्र हो जाएंगे। उन्नत निकासी (आईआर) अपनाने वाले क्षेत्र तेल के मामले में 60% और गैस के मामले में 80% मौजूदा निकासी से अधिक उत्पादन बढ़ाने के निर्धारित बैच मार्क को पार करने पर पात्र होंगे।

6.2 ऐसे क्षेत्र जो वर्तमान में ईआर तकनीकों का उपयोग करके तेल अथवा गैस का उत्पादन कर रहे हैं अथवा ऐसे क्षेत्र जिनकी क्षेत्र विकास योजना (एफडीपी) को इस नीति की अधिसूचना से पहले ईआर परियोजनाओं के लिए अनुमोदित कर दिया गया है, इस नीति के तहत प्रोत्साहन प्राप्त करने के पात्र नहीं होंगे। तथापि, वे क्षेत्र प्रोत्साहन प्राप्त करने के पात्र होंगे जिनमें पूर्व में अनुमोदित ईओआर प्रक्रियाएं पूरी हो गई हैं और उसके बाद संविदाकार ने अन्य श्रेणी की ईओआर को अपनाकर निकासी को और अधिक बढ़ाने के लिए अन्य ईओआर प्रक्रिया शुरू करने का प्रस्ताव किया हो।

7. राजकोषीय प्रोत्साहन

7.1 तेल उत्पादन के लिए प्रोत्साहन

7.1.1 एक ईआर परियोजना के विनिर्दिष्ट कूपों से कच्चे तेल के वृद्धिपरक उत्पादन पर 50% तेल उद्योग विकास (ओआईडी) उपकर, माफ किया जाएगा। आईआर परियोजना के लिए 50% उपकर निर्धारित बैच मार्क निकासी दर पार करने के बाद पूरे उत्पादन पर माफ किया जाएगा और गैर-पारंपरिक तेल उत्पादन परियोजना के लिए 50% उपकर माफ करने का प्रोत्साहन पूरे वाणिज्यिक उत्पादन पर उपलब्ध होगा।

7.1.2 यदि, एक क्षेत्र पर ओआईडी उपकर लागू नहीं होता है तो माफ किए जाने वाले कल्पित उपकर का परिकलन किया जाएगा और उसके समतुल्य धनराशि एनईएलपी में लाभ पेट्रोलियम के सरकार के हिस्से से अथवा खोजे गए लघु क्षेत्र (डीएसएफ) नीति अथवा हाइड्रोकार्बन अन्वेषण और लाइसेंसिंग नीति (एचईएलपी) के तहत क्षेत्रों के मामले में उस संविदा क्षेत्र/ब्लॉक/खनन पट्टा क्षेत्र से राजस्व में सरकार के हिस्से से कम कर दी जाएगी। उस स्थिति में जब सरकार का लाभ पेट्रोलियम अथवा राजस्व का कम हिस्सा उपलब्ध है अथवा उपलब्ध नहीं है तो संविदाकार को प्रोत्साहन की शेष धनराशि को 120 माह के लिए अगले वित्तीय वर्षों में ले जाने की अनुमति होगी।

7.1.3 ओआईडी उपकर को माफ करने का प्रोत्साहन तभी लागू होगा जब एक कलेंडर माह के दौरान कच्चे तेल की भारतीय बास्किट का औसत मूल्य सरकार द्वारा यथा अधिसूचित ईआर संदर्भ मूल्य के रूप में जानी जाने वाली अधिकतम सीमा से कम होगा। प्रारंभ में ईआर संदर्भ मूल्य 80 अमरीकी डॉलर प्रति बैरल कच्चा तेल होगा। यदि प्रोत्साहन की निर्धारित अवधि के दौरान पेट्रोलियम आयोजना और विश्लेषण प्रकोष्ठ (पीपीएसी) द्वारा यथाघोषित कच्चे तेल का औसत मूल्य एक माह विशेष में ईआर संदर्भ मूल्य से अधिक है तो प्रोत्साहन उस माह के लिए बंद कर दिया जाएगा। तथापि, इस अवधि को प्रोत्साहन अवधि की समग्र अवधि में से घटाया नहीं जाएगा।

7.2 गैस उत्पादन परियोजनाओं के लिए प्रोत्साहन

7.2.1 किसी ईआर परियोजना के विनिर्दिष्ट कूपों से गैस के वृद्धिपरक उत्पादन पर लागू रायल्टी के 75% छूट के समतुल्य प्रोत्साहन दिया जाएगा। आईआर परियोजना के लिए, 75% रायल्टी की छूट निर्धारित बेंच मार्क निकासी दर को पार करने के बाद समग्र उत्पादन पर उपलब्ध होगी और गैर-परंपरागत गैस उत्पादन परियोजना के लिए, 75% रायल्टी की छूट का प्रोत्साहन समग्र वाणिज्यिक उत्पादन पर उपलब्ध होगा। यह प्रोत्साहन अपतटीय क्षेत्रों के लिए अधिकतम 0.4 अमरीकी डॉलर प्रति एमएमबीटीयू और अभितटीय क्षेत्रों के लिए 0.3 अमरीकी डॉलर प्रति एमएमबीटीयू होगा।

7.2.2 अभितटीय क्षेत्रों के मामले में जहां रायल्टी राज्य सरकारों को प्राप्त होती है, संविदाकार राज्य सरकारों को सामान्य लागू दरों पर रायल्टी का भुगतान जारी रखेगा। संविदाकार को उस संविदा क्षेत्र/ब्लॉक/खनन पट्टा क्षेत्र से उत्पादन हिस्सेदारी संविदाओं (पीएससीज) में उपलब्ध लाभ पेट्रोलियम के सरकार के हिस्से अथवा राजस्व हिस्सेदारी संविदाओं में सरकार के राजस्व हिस्से से प्रोत्साहन राशि प्राप्त करने की अनुमति दी जाएगी।

7.2.3 ऐसे मामलों में जहां सरकार को कम अथवा शून्य लाभ पेट्रोलियम अथवा राजस्व हिस्सा प्राप्त होता है, वहां संविदाकार को प्रोत्साहन की शेष राशि को 120 माह की प्रोत्साहन अवधि के लिए आगामी वित्तीय वर्ष (वर्षों) में अग्रेषित करने की अनुमति दी जाएगी।

7.2.4 नामांकन क्षेत्रों के मामले में, राष्ट्रीय तेल कंपनियों (एनओसीज) के किसी क्षेत्र से प्राप्त कच्चे तेल पर देय तेल उद्योग विकास (ओआईडी) उपकर की तुलना में रायल्टी के 75% के समतुल्य प्रोत्साहन प्राप्त करने की अनुमति होगी इसमें जमीनी कच्चे तेल उत्पादन को प्राथमिकता दी जाएगी।

8. अधिकतम राजकोषीय प्रोत्साहन

किसी ईआर/आईआर/गैर-परंपरागत हाइड्रोकार्बन परियोजना पर उपकर/रायल्टी की संचयी छूट हाइड्रोकार्बन्स महानिदेशालय (डीजीएच) द्वारा यथा अनुमोदित ईआर/आईआर/गैर-परंपरागत तेल और गैस उत्पादन पद्धतियों को लागू करने के लिए वहन किए गए कुल पूंजीगत व्यय से अधिक नहीं होगी।

9. उन्नत निकासी (ईआर) समिति

सरकार पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय, हाइड्रोकार्बन्स महानिदेशालय (डीजीएच) के अधिकारियों और अकादमिक क्षेत्र अथवा उद्योग क्षेत्र के क्षेत्र विशेषज्ञों को शामिल करते हुए एक समिति का गठन करेगी जिसे ईआर समिति कहा जाएगा। यह समिति अन्य बातों के साथ-साथ राजकोषीय प्रोत्साहनों के लिए उन्नत निकासी (ईआर) पाइलेट तथा ईआर/आईआर/गैर-परंपरागत हाइड्रोकार्बन्स परियोजनाओं को अनुमोदन देगी। समिति ईआर पद्धतियों को अपनाने के परिणाम स्वरूप वर्धित उत्पादन को मापने के लिए मानदंड भी तैयार करेगी। समिति के सांकेतिक कार्य और भूमिका **अनुलग्नक-V** में दी गई है।

अमर नाथ, संयुक्त सचिव

अनुलग्नक- I**नीति में प्रयुक्त शब्दावलियों की परिभाषा और अर्थ**

1. वर्धित तेल निकासी (ईओआर) प्रक्रिया में विशेष रूप से फ्ल्यूइड्स का इंजेक्शन शामिल होता है जो रिजर्वार चट्टान-फ्ल्यूइड्स प्रणाली से अभिक्रिया करता है। इसके परिणाम स्वरूप फ्ल्यूइड विशेषताओं में यथा स्थान परिवर्तन होता है और फ्ल्यूइड राक अभिक्रियाएं होती हैं। फ्ल्यूइड विशेषताओं में यथा स्थान होने वाले परिवर्तनों के परिणामस्वरूप ऑयल स्वेलिंग, विस्कोसिटी में कमी, संघटन और फेज समन्वयकारों में परिवर्तन हो सकते हैं। फ्ल्यूइड चट्टान अभिक्रियाओं में इंटरफेशियल और भू-सतह पर खिंचाव में कमी आना, रॉक वैटाबिलिटी संशोधन और कैपेलिरी दबाव में कमी आना शामिल है।

2. वर्धित गैस निकासी (ईजीआर) प्रक्रिया में महत्वपूर्ण रूप से फ्ल्यूइड्स का इंजेक्शन शामिल होता है जो रिजर्वार चट्टान-फ्ल्यूइड्स प्रणाली से अभिक्रिया करता है। ईजीआर का महत्वपूर्ण रूप से अभिप्राय प्राकृतिक गैस रिजर्वारों में नाइट्रोजन, सीओ₂ अथवा अन्य इनर्ट गैसों का इंजेक्शन करना है ताकि दबाव/गतिशीलता में कृत्रिम रूप से वृद्धि की जा सके अथवा पानी को खाली करने वाली तकनीकों (उपकरण/रसायन) का उपयोग किया जा सके जिससे गैस रिजर्वारों से उत्पादन में वृद्धि हो।

3. वर्धित निकासी (ईआर) और उन्नत निकासी (आईआर)

क. ईआर का अभिप्राय ईओआर और/अथवा ईजीआर है। ईआर प्रौद्योगिकियों की सूची अनुलग्नक-II में दी गई है।

ख. उन्नत निकासी (आईआर) का अभिप्राय तेल क्षेत्रों के लिए 60% की वर्तमान निकासी से अधिक और गैस क्षेत्रों के लिए 80% से अधिक उत्पादन में वृद्धि करने के लिए किया गया कोई भी प्रयास है।

4. गैर-परंपरागत हाइड्रोकार्बन (यूएचसी) उत्पादन पद्धतियों में निम्नलिखित पद्धतियां शामिल हैं:

क. शेल तेल/शेल गैस उत्पादन।

ख. टाइट तेल उत्पादन (1 एमडी से कम)/टाइट गैस उत्पादन (0.1 एमडी से कम)। पारगम्यता पेजोन का औसत होगी।

ग. शेल तेल से उत्पादन।

घ. गैस हाइड्रेट्स से उत्पादन।

ड. हैवी ऑयल से उत्पादन- तेल जो मानक शर्तों पर 20 एपीआई से कम हो अथवा यथा निर्धारित शर्तों पर 100 सीपी (सेंटीप्वाइसेस) से अधिक विस्कोसिटी वाला हो।

5. किसी क्षेत्र से तेल की **वर्तमान निकासी** को पिछली राजकोषीय अवधि की समाप्ति पर 'तत्स्थल मात्रा' में तेल की संचयी उत्पादन के अनुपात के रूप में विनिर्दिष्ट किया जाता है और गैस क्षेत्र के लिए वर्तमान निकासी को पिछली राजकोषीय अवधि की समाप्ति पर 'तत्स्थल मात्रा' में गैस के संचयी उत्पादन के अनुपात के रूप में विनिर्दिष्ट किया जाता है। 'तत्स्थल मात्रा' प्रतिष्ठित तृतीय पक्षकार भंडार सत्यापन एजेंसियों द्वारा विधिवत लेखापरीक्षित खोज/क्षेत्र के 2पी अंकों में होगी।

6. **स्क्रीनिंग विश्लेषण** में रिजर्वार डाटा को एकत्रित करना और डाटा के संबंध में प्रयोगशाला तथा उद्घीपन संबंधी अध्ययन करना शामिल होता है ताकि निर्धारित क्षेत्र/रिजर्वार के लिए ईआर प्रक्रियाओं की उच्च स्तर की तकनीकी-वाणिज्यिक व्यवहार्यता का पता लगाया जा सके।

7. **वर्धित निकासी (ईआर) पाइलेट** में ईआर पद्धति का परिणाम प्राप्त करने और क्षेत्र में बड़े पैमाने पर कार्यान्वयन के लिए इसका मूल्यांकन करने के उद्देश्य से क्षेत्र/रिजर्वार के एक छोटे हिस्से पर चयनित ईआर पद्धति (पद्धतियों) (स्क्रीनिंग के आधार पर) का कार्यान्वयन करना शामिल होता है।

8. **वर्ष** का अभिप्राय वित्त वर्ष के अनुसार सतत बारह (12) माह की अवधि है।

9. **प्रचालक/संविदाकार** से अभिप्राय निर्धारित संविदा क्षेत्र/फील्ड में भागीदारी हित रखने वाली कंपनियों/पक्षकार में से किसी एक से है और जिसे संविदा (पीएससी/ आरएससी/ डीएसएफ/ ओएएलपी/ पीएमएल करार/पीएमएल मंजूरी) की शर्तों के अनुसार प्रचालक/संविदाकार के रूप में नियुक्त किया जाता है। संविदाकार को विशेष रूप से संविदा अवधि के दौरान दैनिक पेट्रोलियम प्रचालनों को करने का कार्य सौंपा जाता है।

10. **वाणिज्यिक उत्पादन-** संविदा क्षेत्र (परीक्षण उद्देश्यों के लिए उत्पादन को छोड़कर) से कच्चे तेल अथवा कंडेनसेट अथवा प्राकृतिक गैस अथवा इनका कोई संघटन का उत्पादन और नियमित उत्पादन कार्यक्रम के तहत प्रमुख सुपुर्दगी केन्द्र पर बिक्री के लिए इसकी सुपुर्दगी करना।

11. **ईआर/आईआर/यूएचसी संदर्भ मूल्य** प्रारंभिक रूप से 80 अमरीकी डालर/बैरल कच्चा तेल होगा जिसे ईआर समिति द्वारा समय-समय पर संशोधित और अधिसूचित किया जा सकता है।

12. **अधिसूचना की तारीख-** जिस तारीख को यह नीति राजपत्र में अधिसूचित की जाएगी।

13. **नियत तारीख-** जिस तारीख को यह नीति समाप्त (अधिसूचना की तारीख से 10 वर्ष) होगी।

14. **ईआर परियोजना** को किसी निर्धारित संविदा क्षेत्र अथवा फील्ड के लिए अनुमोदित ईआर तकनीक के व्यापक रूप से कार्यान्वयन के रूप में विनिर्दिष्ट किया जाता है।

अनुलग्नक -II

वर्धित निकासी तकनीकों की सूची

ईओआर के लिए इस्तेमाल तीसरी पीढ़ी की निकासी विधियां	
थर्मल	<ul style="list-style-type: none"> • हॉट वाटर इंजेक्शन • साइकलिक स्टीम (सीएसएस) • स्टीम फ्लडिंग • तत्स्थल दहन • स्टीम एसिस्टिड ग्रेविटी ड्रेनेज (एसएजीडी)
कैमिकल फ्लडिंग	<ul style="list-style-type: none"> • पालिमर फ्लडिंग • एल्कलाई फ्लडिंग • आर्द्रक फ्लडिंग • एल्कलाई आर्द्रक फ्लडिंग • एल्कलाई+ आर्द्रक +पॉलिमर (एएसपी) फ्लडिंग
मिश्रणीय गैस फ्लडिंग/इंजेक्शन	<ul style="list-style-type: none"> • सीओ₂ इंजेक्शन • फ्लू गैस इंजेक्शन • नाइट्रोजन इंजेक्शन • हाईड्रोकार्बन गैस इंजेक्शन • सीओ₂+ नाइट्रोजन+ हाईड्रोकार्बन गैस इंजेक्शन+ फ्लू गैस (किसी संयोजन से)

अन्य	<ul style="list-style-type: none"> • डब्ल्यूएजी (मिश्रणीय) • फॉम एसिस्टिड डब्ल्यूएजी (मिश्रणीय) • समकालिक डब्ल्यूएजी (मिश्रणीय) • फॉम इंजेक्शन • सूक्ष्मजीव फ्लडिंग • श्रवण तकनीक • विद्युतचुंबकीय तकनीक • रसायनिक इंजेक्शन जो तत्स्थल भारी मात्रा में हीट और गैस पैदा करता है • कम लावणता जल इंजेक्शन • सीओ₂ इंजेक्शन (अमिश्रणीय)
------	---

उपरोक्त तकनीकों का इस्तेमाल अलग से अथवा संयुक्त रूप से किया जा सकता है।

ईजीआर के लिए इस्तेमाल तीसरी पीढ़ी की निकासी विधियां
<ul style="list-style-type: none"> • नाइट्रोजन इंजेक्शन • सीओ₂ इंजेक्शन • कोई अन्य इनर्ट गैस इंजेक्शन (नाइट्रोजन अथवा सीओ₂ के अलावा) • जल निकासी तकनीकें

उपरोक्त तकनीकों का इस्तेमाल अलग से अथवा संयुक्त रूप से किया जा सकता है।

1. ईआर समिति द्वारा प्रत्येक वर्ष प्रौद्योगिकियों की सूची की समीक्षा की जा सकती है और सूची में नई प्रौद्योगिकियों को शामिल किया जा सकता है।

अनुलग्नक -III

वर्धित निकासी (ईआर) स्क्रीनिंग रिपोर्ट तथा अनुमोदन प्रक्रिया

1. ईआर स्क्रीनिंग करने के लिए निर्दिष्ट संस्थान

निर्दिष्ट संस्थान जैसे आईआरएस (ओएनजीसी), आईआईटी-आईएसएम धनबाद, आईआईटी खड़गपुर, आईआईटी बम्बई, आईआईटी दिल्ली, तथा पंडित दीनदयाल पेट्रोलियम विश्वविद्यालय (पीडीपीयू) अथवा ईआर समिति की सिफारिशों पर सरकार द्वारा अधिसूचित संस्थान हैं। ईआर स्क्रीनिंग करने के लिए प्रतिष्ठित विदेशी संस्थानों की सेवाएं भी ली जा सकती हैं बशर्ते किसी अधिसूचित भारतीय संस्थान के साथ उसका सहयोग हो।

2. इस नीति की अधिसूचना की तारीख से 3 वर्षों से अधिक के लिए वाणिज्यिक उत्पादन में लगे हुए उत्पादक क्षेत्रों के संबंध में, संविदाकार डीजीएच को अधिसूचना की तारीख से 12 माह की अवधि में एक ईआर स्क्रीनिंग रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा। नीति अधिसूचना की तारीख को 3 वर्षों का वाणिज्यिक उत्पादन पूरा न करने वाले उत्पादक क्षेत्रों को 3 वर्षों का वाणिज्यिक उत्पादन पूरा होने के बाद 12 माह के अंदर ईआर स्क्रीनिंग रिपोर्ट प्रस्तुत करना आवश्यक होगा। डीजीएच उचित और पर्याप्त कारणों के आधार पर रिपोर्ट प्रस्तुतिकरण में 6 माह का अधिक समय दे सकता है।

3. ईआर स्क्रीनिंग रिपोर्ट में अनिवार्य रूप से निम्नलिखित ब्यौरा शामिल होना चाहिए:

- i. ऐतिहासिक उत्पादन मात्रा तथा बेस केस के लिए पूर्वानुमान (बिना ईआर)।
- ii. चयनित ईआर विधि का प्रारंभिक तकनीकी-आर्थिक व्यवहार्यता, यदि कोई हो।
- iii. ईआर के बाद उत्पादन मात्रा अनुमान/पूर्वानुमान, यदि कोई हो।
- iv. प्रस्तावित ईआर प्रायोगिक ब्यौरे।
- v. डीजीएच द्वारा यथा अपेक्षित अतिरिक्त विनिर्दिष्ट ब्यौरे।

4. डीजीएच द्वारा अनुकूल रूप से स्क्रीनिंग अध्ययन के परिणाम पर विचार किया जा सकता है, यदि यह सिद्ध होता है कि रिज़र्वार/क्षेत्र के लिए ईआर तकनीक को लागू करने से उत्पादन में वृद्धि होती है।
5. यदि डीजीएच यह महसूस करता है कि ईआर स्क्रीनिंग रिपोर्ट के परिणाम अनुकूल हैं तो प्रचालक के लिए अनिवार्य होगा अथवा यदि वर्धित निकासी की यथोचित संभाव्यता मौजूद है तो डीजीएच प्रचालक को ईआर प्रायोगिक पर कार्रवाई करने का निदेश दे सकता है।
6. इस प्रकार की स्क्रीनिंग रिपोर्ट संविदाकार द्वारा प्रस्तुतीकरण/पिछले उत्तर की तारीख से 30 दिनों के अंदर अनुमोदित की जाएगी, बशर्ते डीजीएच द्वारा पूछे गए प्रश्नों का संविदाकार द्वारा संतोषजनक उत्तर दिया जाए, और सूचनार्थ रिपोर्ट ईआर समिति को प्रस्तुत की जाएगी।

अनुलग्नक -IV

क. वर्धित निकासी (ईआर) परियोजना का अनुमोदन

1. ईआर प्रोत्साहन हेतु आवेदन को ईआर समिति द्वारा केवल तभी अनुमोदित किया जाएगा जब प्रस्तावित परियोजना पात्रता मानदंड को पूरा कर करती हो।
2. जांच के बाद प्रचालक द्वारा प्रस्तुत ईआर परियोजना के ब्यौरे संतोषजनक पाए जाएंगे।
3. ईआर परियोजना के आवेदन-पत्र में आवश्यक रूप से नीचे उल्लिखित ईआर परियोजना से संबंधित सभी ब्यौरे और ईआर समिति द्वारा यथा अपेक्षित कोई अतिरिक्त सूचना/ब्यौरे शामिल हों:
 - i. कूप ब्यौरों सहित उस रिज़र्वार/क्षेत्र स्थल और आकार के ब्यौरे जिसमें ईआर परियोजना कार्यान्वित की जाएगी।
 - ii. उत्पादन मात्रा – ऐतिहासिक।
 - iii. निर्दिष्ट ईआर कूपों (जिसमें ईआर योजना के भाग के रूप में कुछ मौजूदा कूप शामिल हो सकते हैं) से ईआर के साथ उत्पादन परिमाण अनुमान तथा पूर्वानुमान।
 - iv. ईआर परियोजना के लिए योजनाबद्ध पूंजीगत व्यय (कैपेक्स) तथा वेधित किए जाने वाले कूपों की संख्या सहित माइलस्टोन समय सीमा।
 - v. चयनित ईआर योजना के तकनीकी ब्यौरे।
 - vi. किसी प्रतिष्ठित तीसरे पक्षकार सेवा प्रदाता (जो प्रचालक के अनुरोध के आधार पर डीजीएच द्वारा पहले से अनुमोदित हो) से सम्यक तत्परता।
4. ईआर समिति इसके लिए, यदि अपेक्षित हो, प्रतिष्ठित तीसरे पक्षकार से राय ले सकती है।
5. ईआर परियोजना का मूल्यांकन करते समय, ईआर समिति, ईआर परियोजना के तहत वृद्धिपरक उत्पादन के माप हेतु उद्देश्यपरक मानदंड पर विचार करेगी।

6. ईआर समिति संविदाकार द्वारा आवेदन/पिछले उत्तर की तारीख से 60 दिनों के अंदर नीति में यथा उपाबंधित शर्तों के आधार पर ईआर प्रोत्साहनों के लिए यथा पात्र क्षेत्र का अनुमोदन करेगी, बशर्ते समिति द्वारा पूछे गए प्रश्नों का संविदाकार द्वारा संतोषजनक उत्तर दिया जाए।

ख. गैर पारंपारिक हाइड्रोकार्बन परियोजनाओं/आईआर परियोजनाओं का अनुमोदन

1. ये प्रोत्साहन शेल गैस की भावी खोज और अथवा शेल ऑयल/टाइट ऑयल तथा/अथवा टाइट गैस/गैर पारंपारिक संसाधनों की गैस हाइड्रेट खोजों के लिए लागू होगा।

2. शेल गैस और/या शेल तेल/टाइट तेल और/या टाइट गैस/गैस हाइड्रेड रिजर्वारियर क्षेत्र में उत्पादकों के रूप में पूरे किए गए कूपों की कुल संख्या के कम से कम दो तिहाई रखने वाले क्षेत्र, ऐसे क्षेत्रों से समस्त उत्पादन के लिए प्रोत्साहन हेतु पात्र के रूप में माने जाएंगे। कूपों की संख्या पर विचार करते समय, कूपों की संख्या को दशमलव के मामले में निम्नतर संख्या तक पूर्णांकित किया जाएगा।

3. आईआर परियोजनाओं के मामले में, संविदाकार द्वारा आवेदन तभी दिया जा सकता है जब क्षेत्र में 60 प्रतिशत तेल की और/या 80 प्रतिशत गैस की वर्तमान निकासी प्राप्त कर ली गई हो।

4. अत्यधिक हाइड्रोलिक फ्रैकिंग, अत्यधिक एसिड फ्रैकिंग को तकनीक के रूप में यूएचसी परियोजनाओं के लिए प्रोत्साहन हेतु पात्र माना जाएगा। तथापि, कूप वेधन के निकट लघु फ्रैकिंग, एसिड फ्रैकिंग, फ्रैक उद्दीपन और फ्रैक पैकिंग या कूप की पूर्णता के लिए किसी भी फ्रैकिंग को इस नीति के तहत प्रोत्साहन के लिए पात्र तकनीकों के रूप में नहीं माना जाएगा।

5. गैर परम्परागत/उन्नत निकासी (आईआर) परियोजनाओं के तहत प्रस्तावों को डीजीएच को प्रस्तुत करने की आवश्यकता होगी जो उसकी जांच करेगा और ईआर समिति को प्रोत्साहन अनुमोदन के लिए अपनी रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा।

अनुलग्नक-V

उन्नत निकासी (ईआर) समिति की भूमिका और कार्य

समिति जांच के लिए जिम्मेवार होगी और विभिन्न चरणों पर अनुमोदन प्रदान करेगी जिसमें शामिल हैं- पात्रता मानदंड, ईआर पायलट, ईआर वाणिज्यिक चरण और ईआर प्रौद्योगिकियों के लिए प्रत्येक मामले के लिए लागू ईआर प्रोत्साहन या आईआर या गैर परम्परागत प्रक्रियाएं और इस नीति के प्रशासन और अभिशासन से सम्बद्ध अन्य मामले/इसके अतिरिक्त, समिति के संकेतक कार्यों को निम्नानुसार सूचीबद्ध किया गया है:

1. प्रत्येक वर्ष या आवश्यक समझे जाने पर ईआर स्क्रीनिंग करने के लिए संस्थाओं की सूची की समीक्षा करना। ईआर समिति की सिफारिशों के आधार पर, ईआर स्क्रीनिंग करने के लिए सरकार नई संस्थाओं को अधिसूचित कर सकती है।

2. पांच वर्ष के अंत में, नीति की समग्र प्रभाविता पर मध्यावधि समीक्षा करना और अनुमोदित क्षेत्रों पर प्रयुक्त ईआर प्रौद्योगिकियों की, ईआर और गैर परम्परागत उत्पादन कार्यकलापों आदि के परिणामतः वृद्धिपरक उत्पादन प्रोफाइल का जायजा लेना।

3. समिति ईआर तरीकों के तहत वृद्धिपरक उत्पादन जैसे अनुमोदित ईआर परियोजना में लगाए गए अनुमान की तुलना में उत्पादन को मापने के लिए तथ्यपरक मानदंड भी विकसित करेगी।

4. ईआर परियोजनाओं, आईआर परियोजनाओं या गैर परम्परागत हाइड्रोकार्बन उत्पादन परियोजनाओं का अनुमोदन और केपेक्स और उस पर संविदाकार के प्रोत्साहन की समीक्षा।
5. ईआर इकोसिस्टम के निर्माण के लिए दीर्घावधि रूपरेखा विकसित करना और मौजूदा संस्थाओं को स्वायत्त बनाकर सुदृढ़ करके विकल्पों/संभावनाओं का मूल्यांकन करना ताकि उद्योग के अपेक्षाकृत अधिक भागीदारों की सेवा की जा सके। समिति उद्योग और विद्युत परिषद के सदस्यों को आमंत्रित कर सकती है ताकि दीर्घावधि ईआर रूपरेखा को बेहतर बनाने में मदद मिल सके।
6. उद्योग के अपेक्षाकृत अधिक भागीदारों और वैश्विक प्रौद्योगिकी के लिए और सेवा प्रदाताओं के लिए आवधिक रूप में जानकारी साझा करने के लिए मंच प्रदान करना ताकि ईआर से सम्बद्ध प्रमुख वैश्विक पद्धतियों पर विचार-विमर्श किया जा सके।

MINISTRY OF PETROLEUM AND NATURAL GAS

NOTIFICATION

New Delhi, the 10th October, 2018

POLICY FRAMEWORK TO PROMOTE AND INCENTIVIZE ENHANCED RECOVERY METHODS FOR OIL AND GAS

No. O-22013/1/2017-ONGD-V - The Government of India hereby notifies 'Policy framework to promote and incentivize Enhanced Recovery Methods for Oil and Gas' to provide fiscal incentives to adopt Enhanced Recovery (ER), Improved Recovery (IR) and Unconventional Hydrocarbon (UHC) production Methods. The details of the Policy framework are as under:

1. Introduction

- 1.1. The Enhanced Recovery (ER) methods to increase the production of oil and gas include Enhanced Oil Recovery (EOR) and Enhanced Gas Recovery (EGR).**
- 1.2. Improved Recovery (IR) refers to any efforts made to increase production of oil and gas beyond current recovery as specified in Annexure-I. Current recovery, being the ratio of cumulative production of oil/gas at the end of the last fiscal period to in-place volume of oil/gas.**
- 1.3. Unconventional Hydrocarbons (UHC) such as Shale oil and gas, tight oil/gas and gas hydrates have become commercially viable due to technological advancement, and as a result opportunities to tap the potential of unconventional hydrocarbons for commercial exploitation have opened.**
- 1.4. The definition of various terms including ER, IR, UHC is at Annexure I. The list of ER techniques is at Annexure II.**

2. Applicability of the Policy

- 2.1. This policy will apply to all oil and gas fields across all contractual regimes and Nomination acreages with National Oil Companies.**
- 2.2. This policy will be effective for a period of ten years from the date of notification in the Gazette. The fiscal incentives, however, will be available for a period of 120 months from the date of commencement of commercial production in ER/ UHC projects, and from the date of achievement of the prescribed benchmark of recovery rate for IR projects.**

- 2.3. The policy envisages assessment of all the fields for ER potential through mandatory Screening and conduct of Pilot to test and establish efficacy of ER techniques before implementation on commercial scale.
- 2.4. The fiscal incentives will be provided during commercial production of the ER project on the incremental production. In case of IR Project, the fiscal incentive will be available on entire production beyond the benchmark. In case of UHC projects, entire production will be eligible for incentives.

3. **Screening of the Fields for Enhanced Recovery**

- 3.1. Screening of fields for implementing ER methods would be mandatory for all fields which have been in commercial production for more than 3 years as on the date of notification of this policy.
- 3.2. The ER Screening is to be conducted through designated Institutions as notified by Government from time to time.
- 3.3. The report of the Screening will have to be submitted within a period of one year, extendable by six months.
- 3.4. It would be mandatory for the contractor to pursue ER Pilot if Screening Report establishes the applicability of ER techniques to the field.
- 3.5. The indicative details of ER Screening report and other procedural aspects are at **Annexure- III.**

4. **Pilot for Enhanced Recovery (ER)**

The Pilot should be initiated immediately after the approval of ER Screening Report. ER Pilot Report should be submitted within 3 years from the date of approval of ER Screening report, extendable by six months. The Pilot, however, will not be mandatory for small size oil fields having less than 25 million barrel of Oil Initial-in-Place (OIIP) and gas fields having less than 0.25 TCF of Gas Initial-in-Place (GIIP).

5. **Commercial Phase of Enhanced Recovery (ER)**

To avail fiscal incentives under this Policy, contractor will have to submit an application within 12 months after review of Pilot, wherever applicable. In case of UHC and IR projects, application shall be submitted within 7 years from the date of notification of this policy. The indicative project details and other procedural requirements are mentioned at **Annexure-IV.**

6. **Eligibility for availing fiscal incentives**

- 6.1. To qualify for fiscal incentives, fields should be having a minimum three years of commercial production. However, fields with unconventional hydrocarbon (UHC) production would be eligible from the start of commercial production. Fields going in for Improved Recovery (IR) would be eligible on crossing the prescribed benchmark of increasing production beyond current recovery of 60% in case of oil and beyond current recovery of 80% in case of gas.
- 6.2. Fields which are currently producing oil or gas using ER techniques or fields for which Field Development Plan (FDP) have been approved for ER projects before the notification of this policy will not be eligible for incentives under this policy. However, those fields would be eligible for incentives where EOR processes approved earlier have been completed and

thereafter, operator proposes to undertake another EOR process to further improve recovery by deploying another category of EOR.

7. **Fiscal Incentives**

7.1. Incentives for Oil Production

- 7.1.1. A waiver of 50% will be granted on the Oil Industry Development (OID) Cess, on incremental production of crude oil from designated wells of an ER project. For IR project, waiver of 50% Cess will be available on the entire production after crossing the prescribed benchmark recovery rate and for unconventional oil production project, incentive of waiver of 50% Cess will be available on the entire commercial production.
- 7.1.2. In case where OID Cess is not applicable on a field, a notional Cess waiver will be calculated and the equivalent amount will be reduced from Government share of Profit Petroleum in NELP or Government share of revenue in case of fields under Discovered Small Field (DSF) Policy or Hydrocarbon Exploration and Licensing Policy (HELP) from that contract area / block / Mining lease area. In cases where less or no Profit Petroleum or revenue share to Government is available, the contractor will be allowed to carry forward the balance amount of incentive to subsequent financial year(s) for 120 months.
- 7.1.3. The waiver on OID Cess would be applicable only if the average crude oil price of Indian Basket during a calendar month is below a ceiling, to be known as ER Reference price as notified by the Government. Initially, ER Reference price will be USD 80/barrel of crude oil. If during the term of the incentive, average crude oil price, as declared by Petroleum Planning & Analysis Cell (PPAC) is above the ER Reference price for a particular month, the incentive will cease to be effective for that month. This period will, however, not be deducted from the overall tenure of the incentive period.

7.2. Incentives for Gas Production Projects

- 7.2.1. There will be an incentive equivalent to waiver of 75% of applicable Royalty on the incremental production of gas from designated wells of an ER project. For IR project, waiver of 75% Royalty will be available on the entire production after crossing the prescribed benchmark recovery rate and for unconventional gas production project, incentive of waiver of 75% Royalty will be available on the entire commercial production. The incentive will have a ceiling of USD 0.4 per MMBTU for offshore fields and USD 0.3 per MMBTU for onshore fields.
- 7.2.2. In case of onshore fields where Royalty is received by the State Governments, the contractor will continue to pay the Royalty to State Governments at normal applicable rates. The contractor will be allowed to set off the incentive amount from the available Government share of Profit Petroleum in Production Sharing Contracts (PSCs) or revenue share to Government in Revenue Sharing Contracts from that contract area / block / Mining lease area.
- 7.2.3. In cases where less or no Profit Petroleum or revenue share to Government is available, the contractor will be allowed to carry forward the balance amount of incentive to subsequent financial year(s) for 120 months incentive period.
- 7.2.4. In case of nomination fields, the incentive equivalent to 75% of Royalty will be allowed against Oil Industry Development (OID) Cess payable on crude oil from any field of the National Oil Companies (NOCs), preferably from onland crude production.

8. **Upper Ceiling on Fiscal Incentive**

The cumulative waiver of Cess/Royalty on any ER/IR/Unconventional hydrocarbons project shall not exceed the total CAPEX incurred for undertaking the ER/IR/Unconventional oil and gas production methods as approved by the Directorate General of Hydrocarbons (DGH).

9. **Enhanced Recovery (ER) Committee**

The Government will constitute a Committee known as ER Committee comprising of officials from Ministry of Petroleum and Natural Gas, Directorate General of Hydrocarbons (DGH) and sector experts from academia, or industry. The Committee, *inter-alia*, would approve Enhanced Recovery (ER) Pilot and ER/IR/Unconventional hydrocarbons Projects for fiscal incentives. The Committee will also develop criteria for measuring the incremental production resulting from adoption of ER methods. The indicative functions and role of the Committee is listed at **Annexure -V**.

AMAR NATH, Jt. Secy

Annexure- I

Definition and Meaning of Terms used in the Policy

1. **Enhanced Oil Recovery (EOR)** process typically involves injection of fluids which then interact with the reservoir rock-fluids system resulting in alteration in fluid properties in situ and fluid rock interactions. Alterations in fluid properties in situ can result in oil swelling, viscosity reduction, composition and phase behavior changes. Fluid rock interactions include interfacial and surface tension reduction, rock wettability modification and reduction in capillary pressure.
2. **Enhanced Gas Recovery (EGR)** process involves injection of fluids which then interact with the reservoir rock-fluids system resulting in alteration in fluid properties in situ and fluid rock interactions. EGR typically refers to injection of Nitrogen, CO₂ or other inert gases into natural gas reservoirs to artificially increase pressure/mobility or deploy de-watering techniques (equipment/ chemicals) resulting in increase in yield from gas reservoirs.
3. **Enhanced Recovery (ER) and Improved Recovery (IR)**
 - a. ER refers to EOR and/or EGR. List of ER technologies has been given in Annexure II.
 - b. Improved Recovery (IR) refers to any efforts made to increase production beyond current recovery of 60% for oil fields and beyond 80% for gas fields.
4. **Unconventional hydrocarbon (UHC) production methods include following:**
 - a. Shale oil / shale gas production.
 - b. Tight oil production (less than 1md) / tight gas production (less than 0.1 md). The permeability will be average of the payzone.
 - c. Production from Oil shale.
 - d. Production from gas hydrates.
 - e. Production from heavy oil - Oil which is less than 20 API at standard conditions or with viscosity greater than 100 CP (centipoises) at in-situ conditions.
5. **Current Recovery** for Oil for a field is defined as the ratio of cumulative production of Oil at the end of last fiscal period to 'in-place volumes', and Current Recovery for gas field is defined as the ratio of the cumulative production of gas at the end of last fiscal period to 'in-place volumes'. The 'in-place volumes' would be the 2P numbers of the discovery/field, duly audited by renowned third party reserve certifying agencies.

6. **Screening** Analysis involves gathering of reservoir data and carrying out laboratory and simulation studies on the data to ascertain high level techno-commercial feasibility of ER processes for the given field/reservoir.
7. **Enhanced Recovery (ER)** Pilot involves implementing selected ER method(s) (based on Screening) on a small portion of the field / reservoir, which is considered representative of the field, in order to ascertain the results of the ER method and its evaluation for field scale implementation.
8. **Year** means a period of twelve (12) consecutive Months according to the financial year.
9. **Operator/Contractor** refers to one of the entities / party having a participating interest in a given contract area / field and is appointed as the Operator/ Contractor in accordance with the terms of the contract (PSC / RSC / DSF / OALP/ PML agreement/ PML grant). Operator is typically entrusted with carrying out day to day Petroleum Operations during the term of the Contract.
10. **Commercial Production** - The production of crude oil or condensate or natural gas or any combination of these from the Contract Area (excluding production for testing purpose) and delivery of the same at the relevant Delivery Point under a program of regular production for sale.
11. **ER / IR / UHC Reference Price** shall be USD 80 / barrel of crude oil initially which may be modified and notified by ER Committee from time to time.
12. **Notification Date**—Date on which this policy is notified is the Gazette.
13. **Due Date** —Date on which the policy expires (ten years from the date of notification).
14. **ER Project** is defined as a field scale implementation of an approved ER technique for a given contract area or field.

Annexure- II

List of Enhanced Recovery Techniques

Tertiary Recovery Methods used for EOR	
Thermal	<ul style="list-style-type: none"> • Hot Water Injection • Cyclic Steam (CSS) • Steam Flooding • In-situ Combustion • Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)
Chemical Flooding	<ul style="list-style-type: none"> • Polymer Flooding • Alkali Flooding • Surfactant Flooding • Alkali Surfactant Flooding • Alkali + Surfactant + Polymer (ASP) Flooding
Miscible Gas Flooding/Injection	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂ Injection • Flue Gas Injection • Nitrogen Injection • Hydrocarbon Gas Injection • CO₂ + Nitrogen + Hydrocarbon Gas Injection + Flue gas (any combination)
Others	<ul style="list-style-type: none"> • WAG (Miscible) • Foam Assisted WAG (Miscible) • Simultaneous WAG (Miscible) • Foam Injection • Microbial Flooding • Acoustic Technique • Electromagnetic Technique • Injection of Chemicals that generate tremendous heat and gas in-situ • Low Salinity Water injection

Tertiary Recovery Methods used for EOR	
	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂ injection (Immiscible)

The above techniques can be used alone or deployed in combination.

Tertiary Recovery Methods used for EGR
<ul style="list-style-type: none"> • Nitrogen injection • CO₂ injection • Any other Inert Gas injection (other than nitrogen or CO₂) • De-watering techniques

The above techniques can be used alone or deployed in combination.

Notes:

1. The list of technologies may be reviewed annually by the ER committee and new technologies may be added to the list.

Annexure-III

Enhanced Recovery (ER) Screening Report and Approval Procedure

1. Designated Institutions for conducting ER Screening

The designated Institutions such as IRS (ONGC), IIT-ISM Dhanbad, IIT Kharagpur, IIT Bombay, IIT Delhi, and Pt. Deendayal Petroleum University (PDPU) or such Institutions as notified by Government on the recommendations of ER Committee. The renowned overseas institutions may be engaged in carrying out ER Screening provided they have collaboration with any of the notified Indian Institutions.

2. For producing fields which have been in commercial production for more than 3 years as on date of notification of this policy, the Contractor will submit to the DGH, an ER screening report within 12 months of notification date. Producing fields which have not completed 3 years of commercial production as on the policy notification date will be required to submit the ER screening report within 12 months of completing 3 years commercial production. DGH may grant 6 months extension in submission of report on ground of just and sufficient cause.
3. The ER Screening report should necessarily cover the following details:
 - i. Production volumes historical and forecasted for Base case (without ER)
 - ii. Preliminary Techno-economic feasibility of the selected ER method, if any
 - iii. Production volume estimates / forecast after ER, if applicable
 - iv. Details of the proposed ER pilot
 - v. Additional specific details as required by DGH
4. Result of a screening study may be considered favourable by the DGH, if it establishes the applicability of an ER technique to the reservoir / field which would result in an enhanced production.
5. It would be mandatory for the operator to pursue ER pilot if the DGH considers the result of ER screening report as favourable or directs the operator to conduct the ER pilot, if there exists reasonable probability of enhanced recovery.
6. Such screening report would be approved by DGH, within 30 days of submission /last reply of contractor, provided the queries raised by DGH have been satisfactorily replied to by the contractor, and the report shall be submitted to ER Committee for information.

Annexure- IV**A. Approval of Enhanced Recovery (ER) Project**

1. The application for ER incentive shall be approved by the ER Committee only if the proposed project satisfies the eligibility criteria.
2. Details of the ER project submitted by the operator after examination are found to be satisfactory.
3. The application of ER project must necessarily contain all the details pertaining to the ER project mentioned below and any additional information / details as required by the ER Committee:
 - i. Details of the reservoir/field location and size in which ER project is applicable including well details
 - ii. Production volume -historical
 - iii. Production volume estimates and forecast with ER from the designated ER wells (which may include some of the existing wells which are part of ER scheme)
 - iv. Planned CAPEX for ER project and milestone timelines including number of wells to be drilled
 - v. Technical details of the ER scheme selected
 - vi. Due diligence from a renowned third party service provider (who is pre-approved by DGH based on operator's request)
4. The ER Committee may seek opinion of a renowned third party, if required, for the same.
5. While evaluating the ER project, the ER Committee will take into account the objective criteria for measuring the incremental production under ER project.
6. The ER Committee will approve the field as eligible for ER incentives based on conditions as provided in the policy within 60 days of application/ last reply of Contractor, provided the queries raised by the Committee have been satisfactorily replied to by the Contractor.

B. Approval of Unconventional Hydrocarbon projects / IR Projects

1. The incentives will be applicable to future discovery of Shale gas and or Shale oil/Tight oil and /or Tight gas /Gas Hydrate discoveries of unconventional resources.
2. Fields having at least 2/3rd of the total number of wells completed as producers in the Shale gas and/or Shale oil/ Tight oil and/or Tight gas / Gas Hydrate reservoir area shall be considered as eligible for incentive for the entire output from such fields. While considering the number of wells, the number of wells will be rounded off to the lower number in case of decimal.
3. In case of IR projects, the application by the contractor can be made only after current recovery of 60% for oil and/or 80% for gas has been achieved in the field.
4. Massive hydraulic fracking, massive acid fracking shall be considered as techniques eligible for incentives for UHC projects. However, mini fracking, acid fracking, frack stimulation near the well bore and frack packing or any fracking meant for well completion shall not be considered as techniques eligible for incentives under this policy.

5. The proposals under Unconventional production/ Improved Recovery (IR) projects will need to be submitted to DGH which in turn will examine and submit its report to ER Committee for incentive approval.

Annexure- V

Role and Functions of Enhanced Recovery (ER) Committee

The Committee shall be responsible to review and provide approval at different stages which include Eligibility Criteria, ER Pilot, ER Commercial phase and the ER incentives applicable for each case for ER technologies or IR or unconventional production processes as well as other matters related to administration and governance of this policy. In addition, indicative functions of the Committee are listed as under:

1. Reviewing the list of Institutions to carry out ER Screening every year or as deemed necessary. Based on the recommendations of ER Committee, the Government may notify new Institutions to conduct ER Screening.
2. Carrying out a mid-term review, at the end of five years, on the overall efficacy of the policy and assess performance of ER technologies applied on approved fields, incremental production profile as a result of ER and Unconventional production activities etc.
3. The Committee will also develop objective criteria for measuring the incremental production under ER methods such as production against the projection made in the approved ER project.
4. Approval of ER projects, IR projects or Unconventional hydrocarbon production projects and review of the CAPEX & incentives of the contractor thereof.
5. Developing a long term roadmap for building an ER ecosystem and evaluate options/possibilities of strengthening existing institutions by giving them an autonomous status in order for them to serve wider industry participants. The Committee may invite members from industry and academia to help shape the long term ER roadmap.
6. Organizing knowledge sharing forums periodically, for wider industry participants as well as global technology and service providers to discuss leading global practices related to ER.
